

Assessment and Analysis of Measurement, Monitoring, Telemetry, and Automation Requirements for Grid-Connected Solar Power Plants in Iran

Mona Salehi pak¹, Hedayat Saboori^{1*}

1. Graduated Student, Kermanshah University of Technology, Kermanshah, Iran.
m.salehipak@smail.kut.ac.ir
2. Assistant Professor, Kermanshah University of Technology, Kermanshah, Iran.
*Corresponding Author, h.saboori@kut.ac.ir

Abstract:

The rapid expansion of grid-connected solar power plants in Iran has increased the importance of measurement, monitoring, telemetry, and automation for secure and reliable grid operation. This paper reviews the technical and regulatory requirements governing photovoltaic power plants in Iran and compares them with major international standards, particularly IEC and IEEE frameworks. The study focuses on measurement equipment, communication infrastructure, telemetry systems, and the role of meteorological stations in operational monitoring and performance assessment. The analysis shows that existing Iranian regulations provide a basic framework for grid interconnection and protection; however, important gaps remain in data integration, sampling accuracy, telemetry architecture, and cybersecurity requirements. In small and medium-scale plants, limited observability and unclear minimum monitoring obligations reduce the effectiveness of operational supervision. In larger plants, the absence of standardized requirements for data quality, communication speed, and secure information exchange may affect grid reliability and monitoring performance. The study also highlights that modern solar inverters are increasingly capable of reactive power control, voltage support, and dynamic grid interaction, enabling solar plants to play a more active role in system stability. Finally, the paper emphasizes the need for a unified and standardized national framework for monitoring, telemetry, and communication infrastructure aligned with modern smart-grid and international practices.

Introduction: The increasing penetration of solar power plants in Iran's distribution and sub-transmission networks has created new operational challenges for grid operators. Because PV generation is weather-dependent and inverter-based, it requires stronger observability, monitoring, and control than conventional synchronous generation.

Method: This paper performs a structured review of Tavanir's connection, protection, telemetry, and remote-terminal guidelines for distributed generation. It then compares the Iranian framework with IEC and IEEE standards and examines the technical readiness of commercial inverter systems and meteorological instrumentation.

Results: The analysis shows that Iran's current five-class plant categorization defines a basic connection and protection structure, but telemetry obligations remain weak for small plants and incomplete for larger plants. It also reveals gaps in sampling frequency, data quality requirements, communication integration, and cybersecurity provisions.

Discussion: The findings suggest that Iranian grid codes should move from equipment-based rules toward capability-based and data-centric requirements. A unified framework aligned with IEC61724-1, IEEE1547, and IEC61850 would improve observability, interoperability, and secure control, while better supporting smart inverters and weather-informed operation.

Keywords: Grid-connected solar power plants; grid interconnection requirements; monitoring; telemetry; automation; power systems.

ارزیابی و تحلیل الزامات اندازه‌گیری، مانیتورینگ، تله‌متری و اتوماسیون نیروگاه‌های خورشیدی متصل به شبکه در ایران

دوره پنجم، زمستان ۱۴۰۳
شماره چهارم، صص: ۱۸۷-۱۹۸

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۷/۰۵
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۸/۲۰

منا صالحی پاک^۱، هدایت صبور^{۲*}

۱- دانشجوی فارغ‌التحصیل، گروه مهندسی برق قدرت، دانشگاه صنعتی کرمانشاه، کرمانشاه، ایران. m.salehipak@smail.kut.ac.ir
۲- استادیار، گروه مهندسی برق قدرت، دانشگاه صنعتی کرمانشاه، کرمانشاه، ایران. h.saboori@kut.ac.ir

چکیده: گسترش سریع نیروگاه‌های خورشیدی متصل به شبکه در کشور، ضرورت بازنگری در الزامات اندازه‌گیری، مانیتورینگ، تله‌متری و اتوماسیون را به یکی از اولویت‌های کلیدی بهره‌برداری و برنامه‌ریزی شبکه قدرت تبدیل کرده است. بر این اساس، در این مقاله، الزامات فنی و مقرراتی مرتبط با نیروگاه‌های خورشیدی در ایران به صورت نظام‌مند بررسی و با رویه‌ها و استانداردهای بین‌المللی از جمله دستورالعمل‌های IEC مقایسه شده‌اند. تمرکز اصلی بر تجهیزات اندازه‌گیری و اتوماسیون، سیستم‌های مخابراتی و تبادل داده و نقش ایستگاه‌های هواشناسی در ارزیابی عملکرد و صحت سنجی تولید است. تحلیل انجام شده نشان می‌دهد که اگرچه چارچوب‌های موجود، بستر اولیه اتصال و بهره‌برداری را فراهم می‌کنند، در نیروگاه‌های مقیاس کوچک و متوسط با چالش‌هایی نظیر عدم کفایت مشاهده‌پذیری، ابهام در تعیین حداقل نقاط اندازه‌گیری و نبود یکپارچگی در الزامات تله‌متری مواجه هستیم. در نیروگاه‌های بزرگ‌تر نیز فقدان تصریح دقیق درباره دقت داده‌ها، نرخ نمونه‌برداری و الزامات امنیت سایبری می‌تواند کیفیت پایش و قابلیت اتکای اطلاعات را تحت تأثیر قرار دهد. از سوی دیگر، پیشرفت قابلیت‌های مبدل‌های نیروگاه خورشیدی از جمله کنترل توان راکتیو، پاسخ فرکانسی و پشتیبانی ولتاژ، فرصت ارتقای نقش این منابع از تولیدکننده صرف به بازیگران فعال پایداری شبکه را فراهم کرده است، مشروط بر آنکه زیرساخت‌های مخابراتی و سامانه‌های مانیتورینگ متناسب با این قابلیت‌ها توسعه یابند. بر این اساس، ضرورت تدوین یک چارچوب یکپارچه و استانداردشده برای تعیین حداقل نیازمندی‌های مانیتورینگ و مخابراتی به‌ویژه در پروژه‌های مقیاس بزرگ، تعریف سطوح عملکردی داده‌ها و توجه نظام‌مند به امنیت و محرمانگی اطلاعات برجسته می‌شود.

واژه‌های کلیدی: نیروگاه خورشیدی متصل به شبکه، الزامات اتصال به شبکه، مانیتورینگ، تله‌متری، اتوماسیون، سیستم‌های قدرت.

۱. مقدمه

۱.۱. ضرورت و اهمیت مسئله

تحول بنیادین در ساختار شبکه‌های قدرت و عبور از سامانه‌های متمرکز سنتی به سمت شبکه‌های فعال و توزیع شده، چالش‌های فنی و عملیاتی جدیدی را پیشروی بهره‌برداران شبکه برق ایران قرار داده است. با توجه به پتانسیل بالای تابش خورشیدی در کشور و سیاست‌های کلان انرژی مبنی بر افزایش سهم منابع تجدیدپذیر، نفوذ نیروگاه‌های خورشیدی در لایه‌های مختلف شبکه توزیع و فوق توزیع شتاب گرفته است. با این وجود، میزان توان تولیدی این نیروگاه‌ها به شدت وابسته به شرایط متغیر آب‌وهوایی بوده و به صورت ذاتی دارای نوسان و عدم قطعیت است [۱]. علاوه بر این، پدیده‌های محیطی نظیر انباشت گردوغبار بر روی پنل‌ها می‌تواند به شدت بر راندمان تولید و عملکرد حرارتی و نوری سامانه تأثیر منفی بگذارد که ضرورت پایش دقیق محیطی را دوچندان می‌کند [۲]. این منابع که ماهیتاً مبتنی بر اینورتر هستند، فاقد اینرسی دورانی بوده و رفتاری کاملاً متفاوت از ژنراتورهای سنکرون در برابر اغتشاشات شبکه از خود نشان می‌دهند. عدم رویت پذیری دقیق و فقدان کنترل پذیری این منابع در مقیاس‌های بزرگ می‌تواند منجر به ناپایداری‌های ولتاژ، اختلال در عملکرد رله‌های حفاظتی و حتی فروپاشی‌های محلی شود؛ بنابراین، استقرار یک نظام جامع اتوماسیون، تله‌متری و مانیتورینگ که قادر به پایش لحظه‌ای عامل‌های الکتریکی و محیطی باشد، تنها یک انتخاب نیست، بلکه یک ضرورت مهندسی غیرقابل انکار برای حفظ امنیت و پایداری شبکه است.

۲.۱. پیشینه تحقیق

در سال‌های اخیر، شرکت مادر تخصصی توانیر به عنوان نهاد حاکمیتی و تنظیم‌گر مقررات، دستورالعمل‌های متعددی را برای نظام‌مندسازی اتصال مولدهای مقیاس کوچک تدوین نموده است. اسنادی نظیر دستورالعمل اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق و پیوست‌های فنی آن، الزامات پایه‌ای را برای حفاظت و نقطه اتصال مشترک تعیین کرده‌اند [۳، ۴]. این دستورالعمل‌ها شامل راهنماهای دقیقی برای انجام مطالعات فنی اتصال [۵]، تعیین حداقل تجهیزات جانبی و توابع حفاظتی [۶] و همچنین ضوابط بهره‌برداری در حالت‌های متصل به شبکه و جزیره‌ای هستند [۷]. در بخش مخابرات و انتقال داده نیز ضوابط مشخصی برای پایانه‌های راه دور^۱ توزیع تدوین شده است [۸]. با این حال، بررسی‌ها نشان می‌دهد که تمرکز عمده این اسناد بر روی جنبه‌های فیزیکی اتصال و حفاظت‌های سخت‌افزاری بوده و کمتر به جزئیات دقیق معماری داده، پروتکل‌های نوین مخابراتی و استانداردهای پیشرفته پایش عملکرد پرداخته شده است. در واقع، یکی از چالش‌های اساسی برای طراحان و بهره‌برداران، فقدان یک دستورالعمل جامع و یکپارچه است که به عنوان یک راهنمای کلان عمل کند. در حال حاضر، الزامات مانیتورینگ، تبادل داده و اتوماسیون در میان پیوست‌های مختلف پراکنده هستند و همین امر باعث ایجاد ابهام در

پایه‌سازی و درک معماری یکپارچه سیستم‌های اتوماسیون نیروگاه‌های خورشیدی می‌شود. در سطح بین‌المللی، استانداردهایی نظیر IEC61724 برای پایش عملکرد سیستم‌های خورشیدی و سری IEC61850 برای اتوماسیون پست‌ها، چارچوب‌های دقیقی را ارائه داده‌اند که مقایسه آن‌ها با رویکردهای فعلی داخلی، شکاف‌های تکنولوژیک موجود را آشکار می‌سازد. در این راستا، برخی پژوهش‌های داخلی تلاش کرده‌اند تا با استفاده از روش‌های تصمیم‌گیری چندمعیاره مانند فرآیند سلسله‌مراتبی تحلیلی، استانداردهای جهانی مناسب برای ساخت نیروگاه‌های خورشیدی در ایران را بررسی و اولویت‌بندی کنند [۹]. همچنین، مطالعات متعددی در زمینه مدل‌سازی دینامیکی و ارزیابی فنی اقتصادی سیستم‌های خورشیدی در اقلیم‌های مختلف کشور [۱۰، ۱۱]. پیش‌بینی توان تولیدی مبتنی بر یادگیری عمیق و مکان‌یابی بهینه احداث نیروگاه‌ها با منطق فازی انجام شده است [۱۲].

۳.۱. شکاف مطالعاتی و تمرکز مقاله

علی‌رغم وجود دستورالعمل‌های کلی توانیر برای اتصال منابع تولید پراکنده، فقدان یک تحلیل جامع که به صورت یکپارچه الزامات کلاس‌های ظرفیتی را با نیازمندی‌های به‌روز شبکه‌های هوشمند پیوند دهد، به وضوح احساس می‌شود. در حال حاضر، جای خالی سندی که مباحثی نظیر امنیت سایبری، اقتصاد مهندسی و فناوری‌های دیجیتال (مانند دوقلوی دیجیتال) را در کنار الزامات پایه‌ای مانیتورینگ قرار دهد، یک چالش اساسی است. علاوه بر ضعف در اسناد بالادستی، مرور ادبیات فنی نشان می‌دهد که اغلب مطالعات انجام‌شده در کشور عمدتاً بر روی جنبه‌های خاصی مانند مکان‌یابی بهینه، پیش‌بینی توان تولیدی یا تنظیم رله‌های حفاظتی متمرکز بوده‌اند. در این میان، کمتر پژوهشی یافت می‌شود که به بررسی شکاف عمیق میان وضعیت موجود تجهیزات مانیتورینگ و ارتباطی در بازار ایران و وضعیت مطلوب بر اساس استانداردهای یکپارچه و روز جهانی پرداخته باشد. از سوی دیگر، بررسی‌ها نشان می‌دهد که شرایط تحریم‌های بین‌المللی اثرات قابل توجهی بر کارکردهای نظام نوآوری فناوری خورشیدی در ایران گذاشته و به‌ویژه در بخش تأمین تجهیزات استاندارد و یکپارچگی با زنجیره ارزش جهانی، محدودیت‌هایی ایجاد کرده است [۱۳]. این مسئله، پایه‌سازی زیرساخت‌های پیشرفته همچون اسکادا^۲ و تله‌متری را در نیروگاه‌های داخلی با چالش‌های اجرایی، تنوع بی‌ضابطه پروتکل‌ها و ناهمگونی تجهیزات مواجه ساخته است. همچنین، تحلیل اقتصادی ارتقای سیستم‌های مانیتورینگ و توجیه سرمایه‌گذاری بر روی زیرساخت‌های هوشمند، حلقه‌ای گمشده در این حوزه محسوب می‌شود. بر این اساس، تمرکز اصلی این مقاله بر پر کردن این شکاف چندبعدی است. این مطالعه مروری در تلاش است تا با کالبدشکافی دقیق الزامات توانیر و بررسی وضعیت مبدل‌های تجاری موجود، چالش‌های یکپارچه‌سازی و خلأهای فنی را در سیستم‌های اندازه‌گیری و مخابراتی نیروگاه‌های خورشیدی برجسته سازد. در نهایت، هدف این

مقاله ارائه یک نقشه راه مفهومی برای گذار از مانیتورینگ سنتی به سمت بهره‌برداری هوشمند، با تکیه بر فناوری‌های نوین و استانداردهای جهانی است.

۴.۱. ساختار و سازمان‌دهی مقاله

این مقاله با هدف ارائه یک چارچوب منسجم، به کالبدشکافی نظام طبقه‌بندی و معماری اتصال در شبکه برق ایران، الزامات تجهیزات جانبی، چالش‌های یکپارچه‌سازی و بررسی وضعیت بازار تجهیزات پرداخته و در نهایت رویکردهای داخلی را با مراجع بین‌المللی قیاس می‌کند. بر این اساس، ادامه این پژوهش به شرح زیر سازمان‌دهی شده‌است. در بخش دوم، ارزیابی جامعی از الزامات فنی و مقرراتی حاکم بر شبکه برق ایران مبتنی بر دستورالعمل‌های ابلاغی توانیر ارائه می‌گردد و نظام کلاس‌بندی نیروگاه‌ها و تجهیزات اندازه‌گیری بررسی می‌شود. بخش سوم به تحلیل الزامات یکپارچه‌سازی و معماری زیر ساخت‌های تله‌متری و بهره‌برداری اختصاص یافته‌است. در این بخش، تلاش شده‌است تا با بهره‌گیری از جداول و اینفوگرافیک‌های تحلیلی، وضعیت عملکردی تجهیزات و مبدل‌های تجاری موجود در بازار ایران تصویرسازی و ارزیابی شود. در بخش چهارم، استانداردهای معتبر بین‌المللی نظیر کمیسیون بین‌المللی الکتروتکنیک^۳ (IEC) مرور شده و مقایسه تطبیقی دقیقی میان این استانداردها و رویه‌های جاری در شبکه برق کشور صورت می‌گیرد. در نهایت، بخش پنجم ضمن نتیجه‌گیری و تحلیل چالش‌های عملیاتی موجود، نظیر عدم رؤیت‌پذیری در نیروگاه‌های مقیاس کوچک، به بررسی فرصت‌های پیش رو می‌پردازد. در این بخش با رویکردی آینده‌نگرانه، راهکارهای نوینی همچون به کارگیری فناوری دوقلوی دیجیتال و رایانش لبه به عنوان گزینه‌های استراتژیک برای گذار به سمت شبکه‌های هوشمند پیشنهاد می‌گردد.

۲. طبقه‌بندی نیروگاه‌های خورشیدی و طرح‌های اتصال

اولین قدم در راستای بررسی چالش‌های یکپارچه‌سازی و تعیین الزامات دقیق اتوماسیون منابع تولید پراکنده در شبکه‌های قدرت، بررسی فلسفه نحوه طبقه‌بندی این منابع است. در ساختار شبکه برق ایران، شرکت توانیر به عنوان نهاد حاکمیتی و قانون‌گذار، به جای استفاده از یک رویکرد تک‌بعدی مبتنی بر ظرفیت اسمی نیروگاه، از یک رویکرد چندوجهی برای دسته‌بندی این نیروگاه‌ها بهره برده‌است. این رویکرد که در سند جامع، دستورالعمل اتصال منابع تولید پراکنده به شبکه برق تجلی یافته‌است، میزان حساسیت شبکه، سطح ولتاژ نقطه اتصال مشترک و توپولوژی فیزیکی اتصال را به عنوان متغیرهای مستقل در تعیین سطح الزامات حفاظتی، اندازه‌گیری و تله‌متری دخیل می‌سازد [۳، ۴]. مبنای مهندسی این رویکرد بر این اصل استوار است که رفتار دینامیکی یک نیروگاه خورشیدی مبتنی بر اینورتر، بسته به محل قرارگیری در شبکه توزیع یا انتقال، اثرات متفاوتی بر پروفیل ولتاژ، سطح جریان اتصال کوتاه و حاشیه‌های پایداری شبکه خواهد داشت. از این رو،

تدوین یک ساختار طبقه‌بندی دقیق، یک ضرورت انکارناپذیر فنی برای تضمین قابلیت اطمینان و امنیت عملیاتی شبکه محسوب می‌گردد.

جهت تبیین دقیق این ساختار، کلاس‌های پنج‌گانه بر اساس محدوده ظرفیتی و سطوح ولتاژ بررسی می‌شوند. کلاس ۱ که تحت عنوان مولدهای مقیاس میکرو شناخته می‌شود، نیروگاه‌های با توان خروجی تا سقف ۲۰ کیلووات را در بر می‌گیرد. محل تلاقی این مولدها با شبکه سراسری، منحصراً در سطح ولتاژ ثانویه توزیع (۴۰۰ ولت) و از طریق کابل سرویس مشترکین و کنتورهای هوشمند صورت می‌پذیرد. کلاس ۲، مولدهای مقیاس کوچک با محدوده توانی بین ۲۰ تا ۲۰۰ کیلووات را پوشش می‌دهد که این دسته نیز در سطح فشار ضعیف غالباً به شینه پست‌های توزیع متصل می‌گردند. با عبور از مرز ۲۰۰ کیلووات، کلاس ۳ یا مولدهای مقیاس متوسط آغاز می‌شود که دامنه آن تا ۱ مگاوات گسترده است. این کلاس نقطه عطف اتوماسیون در شبکه توزیع است، زیرا اتصال در این سطح نیازمند انشعاب‌گیری از فیدرهای عمومی فشار متوسط (۱۱ یا ۲۰ کیلوولت) می‌باشد [۱۱]. کلاس ۴ (مولدهای بزرگ توزیع) شامل ظرفیت‌های بین ۱ تا ۷ مگاوات بوده که نیازمند احداث فیدر اختصاصی است و در نهایت کلاس ۵ (مولدهای مقیاس نیروگاهی) ظرفیت‌های فراتر از ۷ مگاوات را شامل می‌شود که اتصال آن‌ها به شبکه‌های فوق توزیع و انتقال صورت می‌پذیرد [۷].

تحلیل رفتار سیستم در کلاس‌های ۱ و ۲ نشان می‌دهد که تجهیزات واسط اتصال در این سطوح بسیار محدود بوده و رویکرد غالب، تکیه بر توابع حفاظتی تعبیه شده در داخل خود اینورترها است. با این وجود، تجمع بی‌ضابطه این مولدها در انتهای یک فیدر فشار ضعیف می‌تواند منجر به پدیده مخرب افزایش ولتاژ موضعی گردد. جریان تزریقی از سوی اینورترها افت ولتاژ طبیعی شبکه را معکوس نموده و می‌تواند ولتاژ پایانه‌های مشترکین را از محدوده استاندارد مجاز (مثبت و منفی ۵ درصد ولتاژ نامی) خارج سازد [۵]. علاوه بر این، جهت جلوگیری از عدم تعادل فازها، سقف اتصال تک‌فاز به ۵ کیلووات محدود گردیده‌است. محدودیت کلیدی دیگر در کلاس ۲، عدم تجاوز توان تزریقی کل مولدها از مرز ۶۰ درصد ظرفیت نامی ترانسفورماتور توزیع است که به منظور جلوگیری از اشباع هسته و حفظ حاشیه امنیت بارهای محلی وضع شده‌است [۵]. با ورود به کلاس ۳ نیروگاه موظف به اتصال به فیدرهای عمومی فشار متوسط است که در ادبیات توانیر تحت عنوان طرح اتصال ۳ شناخته می‌شود.

این توپولوژی یکی از چالش‌برانگیزترین حالت‌ها برای طراحان سیستم‌های حفاظتی است، زیرا بروز خطا در نیروگاه نباید منجر به قطع برق سایر مشترکین فیدر گردد. در این طرح، استفاده از تجهیزات سوئیچینگ اولیه نظیر ریکلوزرها یا سکسیونرهای قابل قطع زیر بار با قابلیت فرمان از راه دور الزامی است [۶]. نقطه عطف اتوماسیون دقیقاً در همین کلاس رخ می‌دهد؛ برقراری یک لینک مخابراتی پایدار با مرکز دیسپاچینگ برای تبادل داده‌های وضعیت کلیدها و مقادیر الکتریکی از طریق RTU و پروتکل‌های ارتباطی صنعتی اجباری می‌گردد [۸]. ورود

به طرح‌های اتصال ۴ و ۵، قواعد را به سمت کدهای سخت‌گیرانه شبکه‌های انتقال تغییر می‌دهد. در طرح اتصال ۴، احداث یک فیدر اختصاصی ۲۰ کیلوولت از پست فوق توزیع تا محل نیروگاه ضروری می‌باشد. این امر پیچیدگی‌های هماهنگی حفاظتی را کاهش می‌دهد، اما کنترل پذیری و مداخله مستقیم بلادرنگ اپراتور شبکه در تنظیمات تولید نیروگاه را به یک قانون الزام‌آور تبدیل می‌کند [۷]. تجهیزات تله‌متری مستقر در این نیروگاه‌ها باید قابلیت دریافت فرامین کاهش توان اکتیو را داشته باشند تا در شرایط اضطراری، مرکز کنترل بتواند توان خروجی را محدود نماید. در طرح اتصال ۵ نیز، نیروگاه ملزم به احداث پست‌های اختصاصی و سیستم‌های اتوماسیون پیشرفته می‌باشد. در این مقیاس، کیفیت توان به شدت ارزیابی شده و نصب تحلیل‌گرهای کیفیت توان برای ثبت هارمونیک‌ها یک الزام مهندسی است [۶]. در نهایت باید توجه داشت که طرح‌های مذکور تنها طرح‌های پیشنهادی برای هر کلاس ظرفیتی می‌باشند. مطابق با سند راهنمای انجام مطالعات فنی اتصال، نتایج مطالعات پیش‌نیاز (شامل مطالعات پخش بار و اتصال کوتاه) تعیین‌کننده نهایی طرح مناسب برای اتصال مولد پراکنده به شبکه است [۵]. به عنوان مثال، نتایج این مطالعات مشخص می‌کند که آیا یک نیروگاه کلاس ۴ می‌تواند استثنائاً از طریق طرح ۳ متصل شود یا الزاماً باید از طریق طرح ۴ به شبکه متصل گردد.

۱.۲. حداقل الزامات تجهیزات جانبی و سیستم‌های اندازه‌گیری

سیستم‌های اندازه‌گیری و تجهیزات جانبی در نیروگاه‌های خورشیدی همانند چشم و گوش بهره‌برداران شبکه عمل می‌کنند و فقدان آن‌ها، مدیریت و راهبری شبکه‌های توزیع فعال را عملاً غیرممکن می‌سازد. بر اساس سند راهنمای تعیین حداقل تجهیزات جانبی و توابع حفاظتی منابع تولید پراکنده، نوع، گستردگی و کلاس دقت این تجهیزات یک مقوله ثابت نیست، بلکه تابعی مستقیم از کلاس ظرفیتی نیروگاه و سطح ولتاژ اتصال است [۶]. فلسفه کلی توانیر در تدوین این الزامات، ایجاد تعادل میان هزینه‌های سرمایه‌گذاری برای مالک نیروگاه و نیازهای حیاتی شبکه برای رؤیت‌پذیری و کنترل است؛ به همین دلیل، برخی تجهیزات در کلاس‌های پایین کاملاً اختیاری بوده، اما در کلاس‌های بالاتر به یک الزام تخطی‌ناپذیر تبدیل می‌شوند. در نیروگاه‌های مقیاس میکرو و کوچک (کلاس ۱ و ۲)، پیچیدگی تجهیزات جانبی و اندازه‌گیری به حداقل ممکن کاهش یافته است.

در این سطح، نصب تجهیزات پیچیده تله‌متری فاقد توجیه اقتصادی بوده و الزام شبکه صرفاً بر روی اندازه‌گیری انرژی جهت صورت‌حساب‌گیری تجاری متمرکز است. از این رو، حداقل تجهیزات الزامی در نقطه اتصال مشترک^۴ (PCC)، نصب کنتورهای هوشمند^۵ (AMI) منطبق بر طرح ملی فهام است. این کنتورها موظفند انرژی اکتیو و راکتیو را به صورت دوطرفه (تولید و مصرف) ثبت‌نموده و قابلیت قرائت از راه دور را دارا باشند. در این کلاس‌ها، نصب هرگونه سنسور محیطی یا مانیتورینگ پارامترهای لحظه‌ای، از دیدگاه شبکه کاملاً اختیاری است و صرفاً در صورت تمایل مالک نیروگاه برای پایش عملکرد

شخصی نصب می‌گردد [۶]. با افزایش ظرفیت و ورود به کلاس ۳ (نیروگاه‌های مقیاس متوسط)، اندازه‌گیری از ثبت انرژی به پایش عملیاتی بلادرنگ تغییر می‌یابد. در این کلاس، نصب ترانسفورماتورهای ولتاژ و جریان با کلاس دقت اندازه‌گیری بالا الزامی می‌گردد. داده‌های خام این ترانسفورماتورها باید به ترانس‌دیوسرهای صنعتی با حداقل کلاس دقت ۰.۵ وارد شوند تا پارامترهای الکتریکی شامل ولتاژ، جریان، توان اکتیو، توان راکتیو و ضریب توان به صورت لحظه‌ای محاسبه گردند [۶]. این داده‌ها دیگر در محل باقی نمی‌مانند، بلکه الزاماً باید به پایانه راه دور منتقل شده و در اختیار مرکز دیسپاچینگ قرار گیرند. در این کلاس، نصب تحلیل‌گرهای کیفیت توان همچنان اختیاری است، مگر آنکه شکایتی مبنی بر افت کیفیت توان در فیدر عمومی ثبت شود.

در نیروگاه‌های مقیاس بزرگ توزیع و نیروگاه‌های متصل به شبکه انتقال (کلاس ۴ و ۵)، الزامات سخت‌گیرانه‌تر شده و مفهوم افزونگی وارد عمل می‌شود. در این سطح، نصب کنتورهای اصلی و رزرو با کلاس دقت 0.2S برای اندازه‌گیری انرژی اکتیو، و همچنین نصب دائم تحلیل‌گر کیفیت توان در نقطه اتصال الزامی است [۶]. این تجهیزات موظفند پدیده‌هایی نظیر هارمونیک‌های تزریقی مبدل‌ها، فلیکر و عدم تعادل ولتاژ را به صورت پیوسته پایش کنند، زیرا تزریق توان بی کیفیت در این مقیاس می‌تواند به تجهیزات شبکه و سایر مشترکین آسیب جدی وارد کند. نقش و جایگاه ایستگاه‌های هوشناسی: یکی از حیاتی‌ترین بخش‌های سیستم اندازه‌گیری در نیروگاه‌های خورشیدی، ایستگاه هوشناسی است. توان خروجی مبدل‌های خورشیدی به شدت وابسته به متغیرهای اقلیمی است و بدون داشتن داده‌های دقیق محیطی، ارزیابی راندمان واقعی نیروگاه غیرممکن است [۱]. تجهیزات پایه در یک ایستگاه هوشناسی شامل پیرانومتر سنجش میزان تابش، سنسور دمای محیط، سنسور دمای پشت پنل، و بادسنج می‌باشد.

بررسی دستورالعمل‌ها نشان می‌دهد که لزوم نصب ایستگاه هوشناسی بر اساس نیاز ذی‌نفعان به دو دسته تقسیم می‌شود:

۱- از منظر مالک نیروگاه (نگهداری پیشگویانه): نصب ایستگاه هوشناسی برای محاسبه ضریب عملکرد و تشخیص افت راندمان ناشی از پدیده‌هایی نظیر انباشت گرد و غبار به شدت توصیه می‌شود [۲، ۱۴]. بدون این داده‌ها، سامانه مانیتورینگ نمی‌تواند تشخیص دهد که آیا افت تولید به دلیل عبور ابر بوده است یا به دلیل خرابی یک استرینگ و کثیفی پنل‌ها.

۲- از منظر شبکه و دیسپاچینگ ملی (الزام عملیاتی): در نیروگاه‌های کلاس ۱، ۲ و ۳، شبکه نیازی به دریافت بلادرنگ داده‌های هوشناسی ندارد و لذا نصب این تجهیزات از دیدگاه توانیر اختیاری است. اما در نیروگاه‌های کلاس ۴ و ۵، شرایط کاملاً متفاوت است. مراکز دیسپاچینگ برای مدیریت عدم قطعیت تولید انرژی خورشیدی، نیازمند نرم‌افزارهای پیش‌بینی توان هستند. اجرای دقیق این الگوریتم‌ها مستلزم دریافت لحظه‌ای داده‌های تابش و دما از ایستگاه‌های محلی نیروگاه‌های بزرگ است. از این رو، ارسال داده‌های ایستگاه هوشناسی از طریق بستر RTU

به مرکز کنترل در پروژه‌های مقیاس‌بزرگ عملاً به یک الزام پنهان و یکپارچه در فاز بهره‌برداری تبدیل شده‌است تا پایداری شبکه در برابر نوسانات جوی حفظ‌گردد.

۲.۲. الزامات بهره‌برداری، پایش و تبادل داده با مراکز کنترل

عبور از شبکه‌های توزیع سنتی به شبکه‌های فعال، نیازمند استقرار یک بستر یکپارچه برای پایش بلادرنگ و تبادل داده میان منابع تولید پراکنده و مراکز کنترل (دیسپاچینگ) است. در سند راهنمای بهره‌برداری از منابع تولید پراکنده و الزامات پایانه‌های راه دور، شرکت توانیر ضوابط بسیار دقیقی را برای نحوه جمع‌آوری، جمع‌ترجمه و ارسال داده‌ها وضع کرده‌است [۷، ۸]. این الزامات، سطح اتوماسیون و نوع زیرساخت مخابراتی را بر اساس کلاس ظرفیتی و طرح اتصال نیروگاه مشخص می‌کنند.

در نیروگاه‌های کلاس ۱ و ۲ (مقیاس میکرو و کوچک)، به دلیل تعدد بالا و ظرفیت پایین، پایش لحظه‌ای پارامترهای الکتریکی و اتصال به سیستم اسکادا توجیه فنی و اقتصادی ندارد. در این کلاس‌ها، مانیتورینگ صرفاً به قرائت دوره‌ای پروفایل بار و انرژی از طریق کنتورهای هوشمند (AMI) محدود می‌شود [۶]. داده‌های ثبت‌شده توسط این کنتورها معمولاً از طریق بسترهای مخابراتی عمومی نظیر GPRS^۶ و با استفاده از پروتکل‌های استاندارد مانند DLMS^۷ یا COSEM^۸ به سیستم‌های مدیریت داده‌های اندازه‌گیری^۹ (MDM) شرکت توزیع ارسال می‌گردد. در این مقیاس، اپراتور شبکه هیچ‌گونه امکان کنترل از راه دور بر روی اینورترها ندارد [۴]. با ورود به کلاس ۳ (طرح اتصال ۳) و الزام به انشعاب از فیدرهای عمومی فشار متوسط، مفهوم اتوماسیون صنعتی وارد عمل می‌شود. در این مقیاس، نصب پایانه راه دور در نقطه اتصال مشترک الزامی است.

داده‌هایی که باید پایش و ارسال شوند شامل وضعیت قطع و وصل کلیدهای قدرت، هشدارهای حفاظتی و مقادیر آنالوگ (نظیر ولتاژ، جریان، توان اکتیو و راکتیو) می‌باشد [۶]. در کلاس‌های ۴ و ۵ (طرح اتصال ۴ و ۵)، سطح الزامات از پایش صرف به پایش و کنترل دوسویه ارتقامجی‌یابد. در این نیروگاه‌های بزرگ، علاوه بر داده‌های الکتریکی نقطه اتصال، وضعیت تک‌تک اینورترها، داده‌های ایستگاه هواشناسی (تابش و دما) و وضعیت ترانسفورماتورها باید به صورت بلادرنگ به دیسپاچینگ ارسال شود. مهم‌تر از همه، سیستم اتوماسیون این نیروگاه‌ها باید قابلیت دریافت فرامین کنترلی از دیسپاچینگ (نظیر کاهش توان اکتیو یا تغییر ضریب توان) را در کمتر از چند ثانیه داشته‌باشد تا در شرایط اضطراری، پایداری شبکه حفظ‌گردد [۷]. چالش پروتکل‌های ارتباطی و معماری ترجمه داده‌ها یکی از عمیق‌ترین چالش‌های یکپارچه‌سازی سیستم‌های مانیتورینگ، تنوع زبان‌های ارتباطی تجهیزات است. اغلب اینورترها و سنسورهای هواشناسی از پروتکل‌های صنعتی استاندارد محلی نظیر Modbus برای انتقال داده استفاده می‌کنند. این پروتکل برای شبکه‌های

محلی کارآمد است، اما از منظر دیسپاچینگ، پروتکلی غیرایمن، فاقد برچسب زمانی دقیق و نامناسب برای شبکه‌های گسترده محسوب می‌شود [۸]. در سمت مقابل، مراکز دیسپاچینگ توانیر صرفاً با پروتکل‌های استاندارد تله‌متری نظیر IEC60870-5-104 و یا DNP3 ارتباط برقرار می‌کنند.

توانیر برای حل این تضاد زبانی، دستگاه RTU را به عنوان یک دروازه ارتباطی و مترجم پروتکل معرفی کرده‌است. بر این اساس، پردازنده مرکزی RTU داده‌ها را با زبان Modbus از اینورترها جمع‌آوری کرده، به آن‌ها برچسب زمانی اضافه می‌کند و در نهایت، داده‌ها را به زبان استاندارد دیسپاچینگ عموماً IEC104 ترجمه و از طریق بستر مخابراتی ارسال می‌نماید. الزامات امنیت سایبری و حفاظت از زیرساخت تله‌متری با توجه به اینکه در کلاس‌های بالا، امکان کنترل از راه دور و مداخله در توان خروجی اینورترها وجود دارد، نفوذ سایبری به سیستم مانیتورینگ نیروگاه می‌تواند منجر به اختلال در تولید و حتی فروپاشی بخش‌هایی از شبکه گردد. لذا، دستورالعمل‌های توانیر صراحتاً الزامات سخت‌گیرانه‌ای را برای امنیت سایبری پایانه‌های راه دور وضع کرده‌اند. این ضوابط در سه لایه کلیدی اعمال می‌شوند [۸]:

۱- امنیت فیزیکی و درگاه‌های سخت‌افزاری، تابلوهای RTU باید مجهز به سنسورهای تشخیص باز شدن درب باشند تا هرگونه دسترسی فیزیکی غیرمجاز فوراً به عنوان یک هشدار به دیسپاچینگ مخابره شود. علاوه بر این، از نظر منطقی، تمامی پورت‌های ارتباطی بلااستفاده نظیر پورت‌های اترنت اضافه یا USB بر روی سخت‌افزار RTU باید توسط پیمانکار غیرفعال شوند تا امکان نفوذ فیزیکی و تزریق بدافزار مسدود گردد.

۲- ایزولاسیون شبکه و تونل‌های امن ارتباطی: بزرگترین خط قرمز توانیر در حوزه اتوماسیون، استفاده از شبکه‌های اینترنت عمومی برای انتقال داده‌های کنترلی با پروتکل IEC104 است. ارتباطات مخابراتی نیروگاه‌ها باید منحصراً در بسترهای اختصاصی فیزیکی مانند فیبر نوری صورت‌پذیرد. در صورت اجبار به استفاده از شبکه‌های سلولی (موبایل)، بستر ارتباطی باید کاملاً از اینترنت ایزوله بوده و تبادل داده صرفاً از طریق نام‌های نقطه دسترسی اختصاصی^{۱۰} (Dedicated APN) و ایجاد تونل‌های شبکه خصوصی مجازی^{۱۱} (VPN) با رمزنگاری پیشرفته انجام شود.

۳- احراز هویت و فایروال داخلی: بر اساس ضوابط ابلاغی، دستگاه‌های RTU باید دارای دیواره آتش (Firewall) داخلی و قابلیت فیلتر کردن آدرس‌های فیزیکی باشند تا تنها به تجهیزات مجاز اجازه اتصال بدهند. همچنین، سیستم عامل این پایانه‌ها باید دارای سطوح دسترسی چندگانه مبتنی بر همراه با رمزهای عبور پیچیده باشد تا هیچ فرد غیرمجازی نتواند تنظیمات رله‌ها یا منطق کنترلی دروازه ارتباطی را تغییر دهد.

جدول ۱: الزامات اتصال، حفاظت و مانیتورینگ منابع تولید پراکنده مبتنی بر استانداردهای توانیر

کلاس ظرفیتی	محدوده توان	سطح ولتاژ اتصال	حداقل توابع حفاظتی الزامی (کدهای ANSI)	سطح اتوماسیون و تله متری (RTU)	ایستگاه هواشناسی
کلاس ۱	تا ۲۰ کیلووات	۴۰۰ ولت (انشعابی)	حفاظت داخلی اینورتر (۵۹، ۲۷)، (Anti-Islanding و O/U ₁)	فاقد الزام (صرفاً کنتور هوشمند فهام)	اختیاری
کلاس ۲	۲۰ تا ۲۰۰ کیلووات	۴۰۰ ولت (شینه پست)	حفاظت داخلی اینورتر (۵۹، ۲۷)، (Anti-Islanding و O/U ₁)	فاقد الزام (صرفاً کنتور هوشمند طرح فهام)	اختیاری
کلاس ۳	۲۰۰ کیلووات تا ۱ مگاوات	۱۱ یا ۲۰ کیلوولت (فیدر عمومی)	رله های ثانویه و جهت دار (۵۱/۵۰)، (V, 67, 67N ₅₁)	الزامی (پایش یک طرفه وضعیت کلیدها و توان)	اختیاری
کلاس ۴	۱ تا ۷ مگاوات	۲۰ کیلوولت (فیدر اختصاصی)	رله های پیشرفته (۳۲، ۲۵)، + الزام به تریپ انتقال مستقیم (DTT)	الزامی (پایش و کنترل دوسویه + قابلیت Curtailment)	الزامی (ارسال داده برای پیش بینی توان)
کلاس ۵	بیش از ۷ مگاوات	۶۳ کیلوولت و بالاتر	حفاظت کامل پست انتقال + تحلیل گر دائم کار کیفیت توان	الزامی (سیستم یکپارچه اتوماسیون پست مبتنی بر IEC 104)	الزامی (دائم کار و متصل به دیسپاچینگ ملی)

۳.۲. قابلیت های شبکه و مانیتورینگ در اینورترهای تجاری موجود بازار

پایه سازی موفقیت آمیز الزامات تله متری و حفاظتی، در گرو توانمندی تجهیزات تجاری موجود در بازار برای برآورده سازی کدهای شبکه است. بررسی دستورالعمل های توانیر نشان می دهد که این نهاد حاکمیتی، عامدانه از معرفی یا الزام به استفاده از برندهای خاص تجاری نظیر Sungrow، SMA، Huawei، یا Fronius برای کلاس های مختلف اجتناب کرده است تا از ایجاد انحصار در بازار جلوگیری نماید. در عوض، رویکرد توانیر مبتنی بر الزام به انطباق عملکردی با استانداردهای بین المللی و موفقیت در آزمون های سخت گیرانه شبکه است. این رویکرد در سند راهنمای آزمون تجهیزات جهت اتصال منابع تولید پراکنده (پیوست د) به تفصیل بیان شده و ملاک پذیرش یک اینورتر در شبکه ایران، ارائه گواهی نامه های معتبر (Type-Test) مبنی بر رعایت این الزامات است [۳]. از منظر قابلیت های حفاظتی و تطابق با شبکه، رفتار تجهیزات موجود در بازار در برابر کلاس های ظرفیتی کاملاً متفاوت است. در کلاس های ۱ و ۲ (نیروگاه های مقیاس میکرو و کوچک)، تقریباً تمامی اینورترهای رشته ای معتبر در بازار، دارای توابع حفاظتی پایه نظیر رله های ولتاژی/فرکانسی و توابع ضد جزیره ای به صورت پیش فرض هستند. این تجهیزات با یک پیکربندی ساده بر روی فرکانس ۵۰ هرتز و ولتاژ ۴۰۰ ولت، به راحتی با شرایط توزیع شبکه ایران همگام می شوند [۶].

اما چالش اصلی تطابق، در کلاس های ۴ و ۵ (نیروگاه های مقیاس بزرگ) برومی کند. در این کلاس ها، توانیر قابلیت های پیشرفته ای نظیر گذر از خطای ولتاژ فشارقوی^{۱۲} (HVRT) و خطای ولتاژ فشارضعیف^{۱۳} (LVRT) و توانایی کنترل دینامیک توان اکتیو و راکتیو را اجباری کرده است [۴]. بسیاری از مبدل های ارزان قیمت یا رده پایین بازار فاقد این قابلیت ها هستند. از این رو، سرمایه گذاران در کلاس های مگاواتی الزاماً باید از اینورترهای هوشمند استفاده کنند؛ تجهیزاتی که

الگوریتم های پردازشی آن ها قابلیت شخصی سازی دقیق بر اساس پنجره های مجاز ولتاژ و زمان بندی های تریپ مختص به شبکه برق ایران را دارا باشند. در حوزه مانیتورینگ و تنوع زبان های ارتباطی، بازار اینورترهای خورشیدی با نوعی جنگ پروتکل ها مواجه است. هر برند تجاری، پلتفرم مانیتورینگ ابری و گاهی پروتکل های اختصاصی خود را ترویج می کند، در حالی که زبان پایه صنعتی در لایه سخت افزار اکثر آن ها Modbus یا RTU یا TCP^{۱۴} است.

دستورالعمل های توانیر این تنوع زبانی را به رسمیت شناخته اند، اما صراحتاً اعلام کرده اند که سیستم دیسپاچینگ ملی خود را با زبان های اختصاصی اینورترها تطبیق نخواهد داد [۸]. راهکار قانونی، هوشمندانه و الزام آور توانیر برای حل این عدم تطابق، انتقال وظیفه ترجمه به سمت مالک نیروگاه است. مطابق با اسناد بالادستی، صرف نظر از اینکه اینورترها از چه برند و با چه زبان محلی در حال کار هستند، طراح سیستم موظف است تمام داده ها را جمع کرده و صرفاً از طریق دروازه ارتباطی (RTU)، داده ها را با زبان استاندارد، ایمن و مورد تأیید شبکه یعنی پروتکل IEC 104 یا DNP3 به دیسپاچینگ تحویل دهد [۶]. این قانون یکپارچه، انعطاف پذیری بالایی به طراحان می دهد تا بدون نگرانی از عدم پشتیبانی نرم افزار دیسپاچینگ، مبدل های خود را از میان برندهای متنوع بازار انتخاب کنند. در نهایت، از منظر آینده نگری، توانیر به صراحت به لزوم کنترل پذیری و نقش فعال نیروگاه ها در شرایط بحرانی اشاره کرده است. اینورترهای تجاری منتخب، به ویژه در طرح های اتصال ۳، ۴ و ۵، باید حتماً دارای پورت های کنترلی سخت افزاری نظیر پورت های دیجیتال ورودی و خروجی برای دریافت فرمان باشند [۷]. این الزامات نشان می دهد که از دیدگاه حاکمیت شبکه برق ایران، تجهیزات تجاری صرفاً نباید تزریق کننده کور توان باشند، بلکه باید به عنوان عملگرهای فعال در شبکه های هوشمند برای کنترل محلی شبکه ایفا نقش کنند.

جدول ۲: الزامات تبادل داده، کلاس دقت اندازه‌گیری و قابلیت‌های کنترل هوشمند اینورتر به تفکیک کلاس ظرفیتی

کلاس ظرفیتی	کلاس دقت اندازه‌گیری (PCC)	پروتکل ارتباطی با شبکه (سمت دیسپاچینگ)	بستر مخابراتی و امنیت سایبری	قابلیت کنترل توان (اکتیو و راکتیو)	قابلیت گذر از خطا (LVRT/HVRT)
کلاس ۱	کنترل فاهم (کلاس دقت عادی)	پروتکل‌های قرائت کنترل (DLMS نظیر)	بستر عمومی GPRS / ارتباط با MDM	فاقد الزام	فاقد الزام (قطع فوری هنگام خطا)
کلاس ۲	کنترل فاهم (کلاس دقت عادی)	پروتکل‌های قرائت کنترل (DLMS نظیر)	بستر عمومی GPRS / ارتباط با MDM	فاقد الزام	فاقد الزام (قطع فوری هنگام خطا)
کلاس ۳	ترانسدیسورها با کلاس ۰.۵	پروتکل IEC 104 یا DNP3 از طریق RTU	توکل VPN / APN اختصاصی روی شبکه سلولی شبکه سلولی اختصاصی امن	اختیاری (مگر در شرایط خاص شبکه)	الزام پایه (جلوگیری از قطع زودهنگام)
کلاس ۴	کنترل اصلی و رزرو کلاس ۰.۲	پروتکل IEC104 یا DNP3 از طریق RTU	یا فیبر نوری الزاماً بسترهای فیزیکی	الزامی (دریافت فرمان کاهش توان)	الزامی (توزیع جریان راکتیو در افت ولتاژ)
کلاس ۵	کلاس ۰.۲ + تحلیل‌گر کیفیت توان	پروتکل IEC 104 (سیستم اتوماسیون یکپارچه)	اختصاصی (OPGW)	الزامی (مشارکت در کنترل فرکانس و ولتاژ)	الزامی (پشتیبانی کامل دینامیکی از شبکه)

۳. یکپارچه‌سازی و تصویرسازی الزامات بومی (مبتنی بر دستورالعمل‌های توانیر)

همان‌طور که در بخش‌های پیشین بررسی شد، یکی از چالش‌های اساسی در مسیر توسعه نیروگاه‌های فتوولتائیک، پراکندگی الزامات در اسناد و پیوست‌های مختلف است. در این بخش، تلاش شده‌است تا با جمع‌بندی ضوابط الکتریکی، حفاظتی و مخابراتی، یک نمای یکپارچه از معماری استاندارد نیروگاه‌های متصل به شبکه در ایران ارائه گردد.

۱.۳. الزامات تجهیزاتی و تله‌متری به تفکیک کلاس‌های نیروگاهی

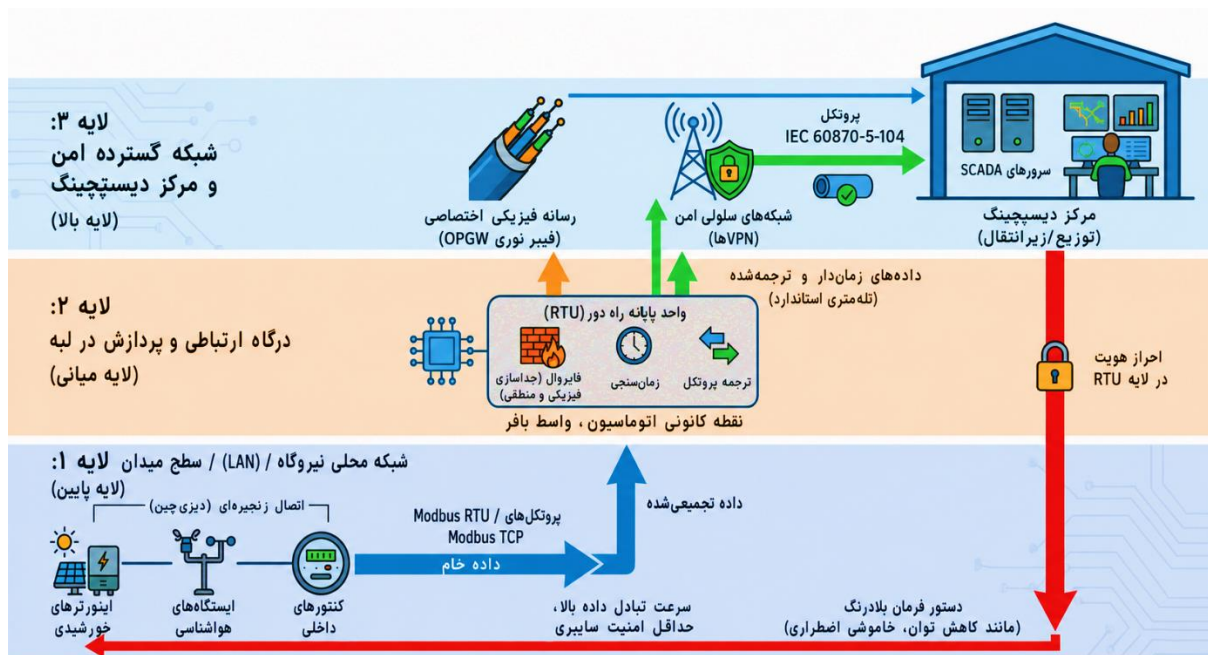
به منظور ایجاد یک راهنمای کاربردی برای طراحان و بهره‌برداران، تمامی الزامات پراکنده در دستورالعمل اتصال، پیوست‌های حفاظتی و اسناد مخابراتی توانیر در قالب یک ماتریس تصمیم‌گیری جمع‌بندی شده است. جدول ۱ نشان‌دهنده الزامات سخت‌افزاری و نرم‌افزاری بر اساس کلاس‌های پنج‌گانه ظرفیتی است. این جدول به‌وضوح مرز میان رویکرد تأیید توانیر از یک ساختار سلسله‌مراتبی و سه‌لایه‌ای پیروی می‌کند که جریان داده را از پایین‌ترین سطح میدان تا بالاترین سطح راهبری مدیریت می‌نماید این سلسله مراتب را می‌توان در شکل ۱ مشاهده کرد. مطابق شکل ۱ لایه اول، شبکه محلی نیروگاه است که در آن تجهیزات تولیدی و حسگرها قرار دارند. در این لایه، اینورترهای خورشیدی، ایستگاه‌های هواشناسی و میترهای داخلی به صورت زنجیره‌ای به یکدیگر متصل شده و داده‌های خام خود را عموماً بر بستر پروتکل Modbus RTU یا Modbus TCP به سمت مرکز جمع‌کننده ارسال می‌کنند. در این لایه، سرعت تبادل داده بالا بوده اما سطح امنیت سایبری در حداقل ممکن قرار دارد. لایه دوم، دروازه ارتباطی و پردازش لایه است که نقطه ثقل اتوماسیون نیروگاه محسوب می‌شود. دستگاه پایانه راه دور در این لایه مستقر است. این دستگاه به عنوان نقطه حائل میان شبکه داخلی و شبکه خارجی عمل می‌کند. اساس ضوابط مخابراتی

نصب و فراموشی در مقیاس‌های کوچک و رویکرد کنترل هوشمند و متمرکز در مقیاس‌های بزرگ را به تصویر می‌کشد.

در حالی که جدول ۱ چارچوب‌های سخت‌افزاری و حفاظتی اتصال را تبیین می‌کند، مدیریت شبکه‌های توزیع فعال نیازمند شفاف‌سازی در حوزه دقت داده‌ها، پروتکل‌های تبادل اطلاعات و سطح هوشمندی مبدل‌ها است. از آنجاکه جمع‌بندی تمامی این پارامترها در یک ماتریس واحد موجب پیچیدگی بیش از حد می‌گردد، الزامات مرتبط با زیرساخت‌های مخابراتی، کلاس دقت اندازه‌گیری و قابلیت‌های دینامیکی اینورترها به صورت تفکیک‌شده در جدول ۲ ارائه شده‌است [۴، ۶، ۸]. این تفکیک به‌وضوح نشان می‌دهد که با افزایش ظرفیت نیروگاه، تمرکز حاکمیت شبکه از رله‌های حفاظتی سنتی به سمت امنیت سایبری داده‌ها و قابلیت‌های کنترل انعطاف‌پذیر مبدل‌ها تغییر جهت می‌دهد.

۲.۳. معماری ارتباطی و جریان داده از نیروگاه تا دیسپاچینگ
درک صحیح از جریان داده، پیش‌نیاز اصلی طراحی زیرساخت‌های یکپارچه در نیروگاه‌های کلاس ۳ به بالا است. معماری ارتباطی مورد توانیر، RTU موظف است ضمن ایزولاسیون فیزیکی و منطقی (توسط فایروال)، داده‌های جمع‌شده را برچسب‌گذاری زمانی نموده و زبان آن‌ها را از پروتکل‌های محلی به زبان‌های استاندارد تله‌متری تغییر دهد [۸].

لایه سوم، شبکه گسترده امن و مرکز دیسپاچینگ است. داده‌های ترجمه‌شده از طریق بسترهای فیزیکی اختصاصی نظیر فیبر نوری و یا شبکه‌های سلولی ایمن‌شده با VPN و پروتکل IEC60870-5-104 به سمت سرورهای اسکادا در مراکز دیسپاچینگ توزیع یا فوق توزیع مخابره می‌شوند [۷، ۸]. در این معماری، هرگونه فرمان کنترلی از سوی اپراتور (مانند کاهش توان یا قطع اضطراری) مسیر معکوس را طی کرده و پس از احراز هویت در لایه RTU، به صورت بلادرنگ به اینورترها اعمال می‌گردد. این جریان داده ساختاریافته، تضمین‌کننده رویت‌پذیری، کنترل‌پذیری و امنیت سایبری در شبکه‌های مدرن است.



شکل ۱: معماری ارتباطی از نیروگاه تا دیسپاچینگ

اپراتورهای شبکه جهانی اجازه می‌دهد تا به جای تمرکز بر اندازه نیروگاه، بر میزان هوشمندی و تعامل‌پذیری اینورترها با شبکه تمرکز کنند.

۲.۴ الزامات مانیتورینگ و تجهیزات اندازه‌گیری مطابق با IEC61724

در حوزه پایش عملکرد و ایستگاه‌های هواشناسی، استاندارد جهانی IEC61724-1 مرجع اصلی است. این استاندارد، بر خلاف رویه صفر و یکی در داخل کشور (الزام برای نیروگاه بزرگ و اختیار برای کوچک)، سیستم‌های مانیتورینگ را به سه کلاس دقت کلاس A (دقت بالا)، کلاس B (دقت متوسط) و کلاس C (دقت پایه) دسته‌بندی می‌کند [۱۷]. در رویکرد بین‌المللی، حتی برای نیروگاه‌های تجاری متوسط نیز نصب سنسورهای هواشناسی با کلاس دقت بالا (Class A) به شدت توصیه شده است. بر اساس این استاندارد، برای محاسبه دقیق ضریب عملکرد، سنسورهای تابش‌سنج باید مجهز به سیستم گرم‌کن و تهویه داخلی باشند تا خطاهای ناشی از شبنم و یخ‌زدگی حذف شود. همچنین نرخ نمونه‌برداری داده‌ها در کلاس A باید زیر ۱ دقیقه باشد [۱۷، ۱۵]. مقایسه این دقت با تجهیزات تله‌متری فعلی که گاهی داده‌ها را با تأخیرهای ۱۵ دقیقه‌ای به دیسپاچینگ ارسال می‌کنند، شکاف عمیق اطلاعاتی در پایش لحظه‌ای شبکه‌های مدرن را نشان می‌دهد.

۳.۴ معماری ارتباطی، اتوماسیون و گذر به پروتکل IEC61850-1

شاید عمیق‌ترین تفاوت میان استانداردهای بومی و بین‌المللی، در لایه مخابرات و پروتکل‌های ارتباطی نهفته باشد. همان‌طور که در بخش ۲-۴ اشاره شد، شبکه برق ایران عمدتاً بر پایه پروتکل IEC104 و با استفاده از دستگاه‌های واسط برای ترجمه زبان مودباس بنا شده است.

۴. مروری بر استانداردها و الزامات بین‌المللی با محوریت استانداردهای IEC و IEEE

ورود گسترده منابع تجدیدپذیر به شبکه‌های قدرت در مقیاس جهانی، سازمان‌های استانداردساز نظیر IEC و IEEE را بر آن داشته تا چارچوب‌های یکپارچه و سخت‌گیرانه‌ای برای اتصال، مانیتورینگ و کنترل این منابع تدوین کنند. بررسی این استانداردهای بین‌المللی و مقایسه آن‌ها با رویه‌های داخلی توانیر، می‌تواند مسیر توسعه و ارتقای کدهای شبکه در ایران را روشن‌تر سازد [۱۵]. در این بخش، معماری و فلسفه حاکم بر استانداردهای جهانی کالبدشکافی می‌شود.

۱.۴ فلسفه کلاس‌بندی نیروگاه‌ها در استانداردهای جهانی

یکی از تفاوت‌های بنیادین میان دستورالعمل‌های توانیر و استانداردهای نوین بین‌المللی نظیر IEEE1547 ویرایش‌های اخیر، تغییر رویکرد در نحوه کلاس‌بندی منابع تولید پراکنده است. در حالی که در ایران (همان‌طور که در بخش ۱-۲ بررسی شد) کلاس‌بندی صرفاً بر اساس ظرفیت نامی به مگاوات و سطح ولتاژ اتصال انجام می‌پذیرد، استانداردهای جهانی به سمت کلاس‌بندی مبتنی بر قابلیت‌های عملکردی و دینامیکی حرکت کرده‌اند [۱۶]. در استاندارد IEEE1547، اینورترها صرف‌نظر از توان تولیدی‌شان، به دو دسته کلی تنظیم ولتاژ Category A&B و سه دسته واکنش به اغتشاشات (Category I, II, III) تقسیم می‌شوند. برای مثال، یک نیروگاه خورشیدی متعلق به Category III موظف است بالاترین سطح قابلیت گذر از خطا (LVRT/HVRT) را دارا باشد، حتی اگر ظرفیت آن در حد چندده کیلووات باشد [۱۶]. این رویکرد به

جدول ۳: مقایسه تطبیقی رویکردهای مانتورینگ و اتصال در ایران و استانداردهای بین‌المللی

معیار ارزیابی	رویه داخلی (دستورالعمل‌های توانیر)	رویه‌های نوین بین‌المللی (IEEE و IEC)
معیار کلاس‌بندی نیروگاه‌ها	مبتنی بر ظرفیت نامی (مگاوات) و سطح ولتاژ اتصال	مبتنی بر قابلیت‌های عملکردی و واکنش دینامیکی (Category A/B, I/II/III)
تجهیزات پایش محیطی (هواشناسی)	رویکرد صفر و یک (اختیاری در مقیاس کوچک، الزامی در مقیاس بزرگ)	مبتنی بر کلاس دقت (A, B, C) در استاندارد IEC61724 با نمونه‌برداری زیر یک دقیقه
معماری ارتباطی و پروتکل‌ها	استفاده از RTU به عنوان مترجم، زبان Modbus در فیلد و IEC104 در سمت شبکه	معماری شیء‌گرا و یکپارچه بدون نیاز به مترجم میانی، مبتنی بر پروتکل IEC61850
سرعت تبادل فرامین حفاظتی	تأخیر نسبی به دلیل ترجمه پروتکل‌ها در دروازه ارتباطی	استفاده از پیام‌های فوق‌سریع GOOSE با زمان تأخیر کمتر از ۴ میلی‌ثانیه
قابلیت‌های کنترلی (Smart Inverters)	نیازمند دریافت فرمان مرکزی از دیسپاچینگ جهت تغییر توان تولیدی	پشتیبانی از توابع خودکار و محلی (نظیر Volt-Watt و Volt-VAR) برای تنظیم پیوسته شبکه
امنیت سایبری	تکیه بر امنیت فیزیکی، ایزولاسیون شبکه‌ای و تونل‌های VPN/APN	رمزنگاری لایه کاربرد، امضای دیجیتال و احراز هویت مبتنی بر گواهی‌نامه (IEC62351)

مورد توجه قانون‌گذاران قرار گیرد [۲۱]. در جدول ۳ مقایسه‌ای از الزامات و استاندارد های ایران با موارد مشابه بین المللی ارائه شده‌است.

۵. تحلیل چالش‌ها، فرصت‌ها و چشم‌انداز پیش‌رو

با وجود تدوین دستورالعمل‌های متعدد توسط نهادهای حاکمیتی، پیاده‌سازی زیرساخت‌های مانتورینگ و اتوماسیون در نیروگاه‌های خورشیدی ایران همچنان با موانع ساختاری متعددی مواجه است. کالبدشکافی وضعیت موجود نشان‌می‌دهد که برای گذار از یک شبکه سنتی به شبکه‌ای هوشمند و فعال، نیازمند شناسایی دقیق چالش‌ها و بهره‌گیری از فناوری‌های نوپهور هستیم.

۱.۵ بحران مشاهده‌پذیری در توسعه سریع نیروگاه‌های مقیاس کوچک

همان‌طور که در بخش‌های پیشین بررسی شد، رویکرد فعلی شرکت‌های توزیع در قبال نیروگاه‌های کلاس ۱ و ۲، رویکرد نصب و فراموشی است. فقدان الزام به نصب پایانه‌های تله‌متری در این مقیاس، شبکه‌های توزیع را با یک بحران مشاهده‌پذیری خاموش مواجه ساخته است. تجمع بی‌ضابطه هزاران اینورتر در انتهای فیدرهای فشار ضعیف، بدون آنکه مرکز کنترل رویت‌پذیری لحظه‌ای بر میزان تولید آن‌ها داشته‌باشد، می‌تواند منجر به افزایش ولتاژ موضعی و خروج رله‌های حفاظتی از هماهنگی شود [۱۵]. در غیاب داده‌های بلادرنگ، اپراتورهای دیسپاچینگ در زمان وقوع پیک بار یا افت فرکانس، هیچ ابزاری برای مدیریت این ظرفیت‌های پراکنده ندارند.

۲.۵ فقدان یکپارچگی، ابهام در جزئیات فنی و ضعف الزامات اجرایی

یکی از جدی‌ترین چالش‌ها، پراکندگی الزامات اتوماسیون در میان پیوست‌های متعدد توانیر است. در حال حاضر، هیچ سند واحدی که معماری جامع اسکادا مختص نیروگاه‌های خورشیدی را تبیین کند، وجود ندارد. علاوه بر این، ابهامات عمیقی در جزئیات فنی به چشم می‌خورد؛ به عنوان مثال، دستورالعمل‌ها به ضرورت ارسال داده اشاره کرده‌اند، اما

اما در سطح بین‌الملل، استاندارد IEC61850 به عنوان انقلابی نوین در اتوماسیون شبکه‌های هوشمند شده‌است [۱۹]. در معماری مبتنی بر IEC61850، نیاز به دستگاه‌های مترجم پروتکل در لایه میانی به حداقل می‌رسد. در این معماری، اینورترها، رله‌های حفاظتی و سنسورهای هواشناسی به عنوان گره‌های منطقی تعریف‌شده و همگی به یک زبان واحد شیء‌گرا صحبت می‌کنند. این استاندارد از پیام‌های فوق‌سریع GOOSE^{۱۵} برای تبادل فرامین حفاظتی مانند تریب انتقال مستقیم یا DTT بین رله‌ها استفاده می‌کند که زمان تأخیر آن کمتر از ۴ میلی‌ثانیه است؛ سرعتی که دستیابی به آن بر بستر سریال یا حتی IEC104 سنتی عملاً غیرممکن است [۱۹، ۱۶].

۴.۴ قابلیت‌های دینامیکی، کنترل‌پذیری و امنیت سایبری در کدهای نوین

استانداردهای جدید بین‌المللی در سال‌های ۲۰۲۳ و ۲۰۲۴، نگاه به نیروگاه خورشیدی را از یک تولیدکننده منفعل به یک پشتیبان فعال شبکه تغییر داده‌اند. بر اساس کدهای نوین، تمامی اینورترهای تجاری متصل به شبکه ملزم به پشتیبانی از توابع کنترلی پیشرفته نظیر (تزریق توان راکتیو متناسب با افت ولتاژ) و (کاهش توان اکتیو در زمان اضافه‌ولتاژ) به‌صورت کاملاً خودکار و محلی (بدون نیاز به فرمان دیسپاچینگ) هستند [۱۶]. این در حالی است که در دستورالعمل‌های داخلی، این مداخله‌ها اغلب نیازمند ارسال فرمان از مرکز از طریق بستر پایانه راه دور است. در بعد امنیت سایبری نیز، مجامع جهانی استانداردهایی همچون IEC62351 را برای رمزنگاری داده‌ها در لایه کاربرد اجباری کرده‌اند. این استانداردها فراتر از ایجاد یک تونل VPN ساده عمل کرده و با استفاده از امضاهای دیجیتال برای پیام‌های GOOSE و احراز هویت مبتنی بر گواهی‌نامه برای اینورترها، مانع از دستکاری فرامین کنترلی توسط هکرها یا بدافزارهای صنعتی می‌شوند [۱۹]. این سطح از بلوغ امنیتی، دقیقاً همان حلقه‌ای است که برای گذار ایمن شبکه‌های توزیع ایران به شبکه‌های هوشمند سایبرفیزیکی باید

برخلاف استانداردهای جهانی نظیر IEC61724، هیچ الزام شفافیتی در خصوص نرخ نمونه‌برداری داده‌ها، سطح فیلتر کردن نویزها و دقت زمانی برچسب‌ها در کلاس‌های مختلف ارائه‌نداده‌اند [۱۹، ۱۸، ۱۷]. این ضعف اجرایی سبب شده تا پیمانکاران به پیاده‌سازی حداقل‌های ممکن بسنده کنند که خروجی آن، دریافت داده‌های بی‌کیفیت در مراکز دیسپاچینگ است.

۳.۵. محدودیت‌های مخابراتی، امنیت سایبری و توجیه اقتصادی
پتانسیل اصلی احداث نیروگاه‌های خورشیدی در ایران، غالباً در مناطق کویری و دور از مراکز شهری قرار دارد. پوشش ضعیف و ناپایدار شبکه‌های ارتباطی سلولی در این مناطق، پتانسیل تله‌متری بلادرنگ را به شدت محدود می‌کند [۸]. از سوی دیگر، احداث بسترهای امن و اختصاصی نظیر فیبر نوری برای رفع دغدغه‌های امنیت سایبری شبکه، هزینه‌های سرمایه‌گذاری را به شدت افزایش می‌دهد. تحت تأثیر تحریم‌های بین‌المللی و محدودیت در تأمین تجهیزات استاندارد صنعتی [۱۳]، تجهیز نیروگاه‌ها به سیستم‌های مانیتورینگ پیشرفته [۲۱] و فایروال‌های سخت‌افزاری، نیازمند مدل‌های اقتصادی توجیه‌پذیر است. با این حال، تحلیل‌ها نشان می‌دهد که با در نظر گرفتن انرژی بازآفرینی ناشی از کاهش زمان قطعی و بهینه‌سازی تعمیرات، این سرمایه‌گذاری دارای نرخ بازگشت داخلی جذابی خواهد بود.

۴.۵. نقش و ضرورت ایستگاه‌های هواشناسی در مقیاس بزرگ
گرچه در ادبیات سنتی، پایش شبکه صرفاً به معنای اندازه‌گیری ولتاژ و جریان است، اما در نیروگاه‌های فتوولتائیک، متغیرهای اقلیمی نقش تعیین‌کننده‌ای در پایداری شبکه ایفای می‌کنند. پدیده‌های محیطی نظیر انباشت گرد و غبار بر روی پنل‌ها در اقلیم ایران، به شدت بر راندمان نوری سامانه تأثیر منفی می‌گذارد. استقرار ایستگاه‌های هواشناسی دائم‌کار (شامل پیرانومترها و سنسورهای دما) در نیروگاه‌های مقیاس بزرگ، دیگر یک تجهیز جانبی و اختیاری نیست، بلکه شاهرگ تغذیه‌کننده الگوریتم‌های پیش‌بینی توان در دیسپاچینگ ملی است [۱]. بدون ادغام داده‌های دقیق هواشناسی در سیستم تله‌متری، محاسبه ضریب عملکرد و تفکیک خطاهای تجهیزاتی از افت تولید ناشی از شرایط جوی، عملاً غیرممکن خواهد بود.

۶. نتیجه‌گیری

توسعه پایدار نیروگاه‌های خورشیدی در شبکه برق ایران، نیازمند گذار از نگاه سنتی تزریق صرف توان به رویکرد مدرن مشارکت فعال در مدیریت شبکه است. این مقاله مروری، با کالبدشکافی دقیق دستورالعمل‌ها و پیوست‌های پراکنده شرکت توانیر، تصویری جامع و یکپارچه از الزامات اندازه‌گیری، مانیتورینگ، تله‌متری و اتوماسیون ارائه داد. بررسی‌ها نشان داد که اگرچه نظام کلاس‌بندی پنج‌گانه فعلی، چارچوب‌های اولیه حفاظتی و فیزیکی اتصال را به خوبی تعریف کرده است، اما در حوزه یکپارچه‌سازی داده‌ها، امنیت سایبری و سطح هوشمندی مبدل‌ها با شکاف‌های جدی مواجه است. در کلاس‌های خرد

و کوچک (کلاس ۱ و ۲)، معافیت از نصب سیستم‌های تله‌متری، شبکه‌های توزیع را با چالش عدم رؤیت‌پذیری خاموش مواجه ساخته است که این امر در صورت نفوذ بالای این منابع، می‌تواند پایداری ولتاژ محلی را به خطر بیندازد. در کلاس‌های متوسط و بزرگ (کلاس ۳ تا ۵) نیز، افزایش پروتکل‌های ارتباطی نظیر مودباس در میان اینورترهای تجاری بازار و تحمیل بار پردازش و ترجمه داده‌ها بر دوش پایانه‌های راه دور، سرعت و انعطاف‌پذیری سیستم‌های کنترل مرکزی اسکادا را با محدودیت روبه‌رو می‌سازد. مقایسه تطبیقی ضوابط داخلی با استانداردهای پیشرو بین‌المللی نظیر IEC61850، IEC61724 و IEEE1547، ضرورت یک تغییر اساسی را آشکار ساخت. شبکه برق ایران برای همگامی با فناوری‌های روز، باید استانداردهای خود را از تجهیزات محوری به سمت قابلیت‌محوری و داده‌محوری ارتقا دهد. الزام به استفاده از اینورترهای هوشمند با قابلیت‌های پشتیبانی دینامیک شبکه نظیر LVRT و کنترل خودکار توان، استقرار ایستگاه‌های دقیق هواشناسی برای پیش‌بینی توان، و اجرای پروتکل‌های امنیتی لایه کاربرد برای مقابله با تهدیدات سایبری، شروط اساسی برای حفظ امنیت شبکه هستند. در نهایت، بهره‌گیری از فناوری‌های نوظهوری چون دوقلوی دیجیتال و رایانش لبه، در کنار تدوین یک سند جامع و اختصاصی اتوماسیون نیروگاه‌های خورشیدی به عنوان جایگزینی برای پیوست‌های پراکنده فعلی، مهم‌ترین گام‌های اجرایی و رگولاتوری پیشنهاد شده در این پژوهش برای گذار به سمت شبکه‌های توزیع فعال و هوشمند می‌باشند.

References

- [1] A. Soltani and H. Fadisheh, "Short-term solar power forecasting in solar power plant using deep learning methods," Journal of Renewable and New Energy, vol. 11, no. 1, pp. 70-79, Spring and Summer 2024. DOI:10.22034/jrenew.2023.186514 [Persian]
- [2] M. Rezvani, A. Gholami, R. Gavagsaz-Ghoachani, and M. Zandi, "A review on the effect of dust properties on photovoltaic solar panels' performance," Journal of Renewable and New Energy, vol. 10, no. 1, pp. 198-211, 2023. DOI:10.52547/jrenew.10.1.198
- [3] Tavanir Company, Appendix D: Guide for Equipment Testing for Connection of Distributed Generation Resources to the Power Grid, Document Code TAV114-01/03, Ministry of Energy, June 2021. [Persian]
- [4] Tavanir Company, Grid Connection Instructions for Distributed Generation Resources (Small-Scale Generators), Version 2, Ministry of Energy, February 2014. [Persian]
- [5] Tavanir Company, Appendix B: Guide for Technical Studies of Distributed Generation Resources Connection Plan to the Power Grid, Document Code TAV114-01/03, Ministry of Energy, June 2021. [Persian]
- [6] Tavanir Company, Appendix C: Guide for Determining Minimum Auxiliary Equipment of Distributed Generation Resources and Protective Function Considerations, Document Code TAV114-01/03, Ministry of Energy, June 2021. [Persian]
- [7] Tavanir Company, Appendix E: Guide for Operation of Distributed Generation Resources in Islanded and Grid-

- Winter 2020. DOI:20.1001.1.27832570.1399.1.1.1.5 [Persian]
- [22] M. Erfani, N. Fareghzadeh, P. Rahmani, and H. Ziafat, "An operational framework for effective energy management in smart homes based on the internet of things," *Intelligent Multimedia Processing and Communication Systems*, vol. 6, no. 4, pp. 41-49, Winter 2025. DOI:10.71856/IMPCS.2025.1220688
- Connected Modes, Document Code TAV114-01/03, Ministry of Energy, June 2021. [Persian]
- [8] Tavanir Company, Instructions for Determining Requirements, Technical Evaluation Criteria, and Tests for Distribution Terrestrial and Aerial Remote Terminal Units (RTU), Version 1.1, Ministry of Energy, April 2022. [Persian]
- [9] S. Edalati et al., "Technical and economic assessments of grid-connected photovoltaic power plants: Iran case study," *Energy*, vol. 114, pp. 923-934, 2016. DOI:10.1016/j.energy.2016.08.041
- [10] M. Baneshi, "Dynamic modeling of grid-connected solar systems and their techno-economic assessment under different scenarios for residential sector in several major cities of Iran," *Journal of Energy Engineering and Management*, vol. 11, no. 1, pp. 62-75, Spring 2021. DOI:10.22052/11.1.62 [Persian]
- [11] R. Bakhshi-Jafarabadi, J. Sadeh, and M. Dehghan, "Economic evaluation of commercial grid-connected photovoltaic systems in the Middle East based on experimental data: a case study in Iran," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 37, p. 100581, 2020. DOI:10.1016/j.seta.2019.100581
- [12] M. Azizkhani et al., "Potential survey of photovoltaic power plants using analytical hierarchy process (AHP) method in Iran," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1198-1206, 2017. DOI:10.1016/j.rser.2016.11.103
- [13] M. J. Dehghan Ashkezari, T. Miremadi, and G. Ramezanzpour Nargesi, "Evaluation of the effects of international sanctions on the development of solar innovation system in Iran," *Journal of Science and Technology Policy*, vol. 10, no. 4, pp. 93-108, Winter 2019. DOI:10.22034/JSTP.2019.10.4.539575 [Persian]
- [14] P. Borah, L. Micheli, and N. Sarmah, "Analysis of soiling loss in photovoltaic modules: a review of the impact of atmospheric parameters, soil properties, and mitigation approaches," *Sustainability*, vol. 15, no. 24, p. 16669, 2023. DOI:10.3390/su152416669
- [15] A. Kumar et al., "A comprehensive review of international grid codes for solar PV integration and control," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 175, p. 113142, 2023. DOI:10.1016/j.rser.2024.115133
- [16] IEEE Standards Association, IEEE Std 1547-2018: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, IEEE, 2018 (Active Revisions 2023). DOI:10.1109/IEEESTD.2018.8332112
- [17] International Electrotechnical Commission, IEC 61724-1: Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring, IEC, 2023.
- [18] S. Ferlito et al., "A study on an IoT-based SCADA system for photovoltaic utility plants," *Electronics*, vol. 13, no. 11, p. 2065, 2024. DOI:10.3390/electronics13112065
- [19] J. Chen et al., "Cybersecurity of distributed energy resource systems in the smart grid: a survey," *Applied Energy*, vol. 383, p. 125364, 2025. DOI:10.1016/j.apenergy.2025.125364
- [20] M. H. Ghodusinejad et al., "Multi-criteria modeling and assessment of PV system performance in different climate areas of Iran," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 53, p. 102520, 2022. DOI:10.1016/j.seta.2022.102520
- [21] Y. Pouladzadeh and N. Modiri, "Preventive security architecture of computer systems," *Intelligent Multimedia Processing and Communication Systems*, vol. 1, no. 2,

پی‌نوشت

- ¹ Remote Terminal Unit (RTU)
- ² Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)
- ³ International Electrotechnical Commission (IEC)
- ⁴ Point of Common Coupling (PCC)
- ⁵ Advanced Metering Infrastructure (AMI)
- ⁶ General Packet Radio Service (GPRS)
- ⁷ Device Language Message Specification (DLMS)
- ⁸ Companion Specification for Energy Metering (COSEM)
- ⁹ Meter Data Management (MDM)
- ¹⁰ Access Point Name (APN)
- ¹¹ Virtual Private Network (VPN)
- ¹² High-Voltage Ride-Through (HVRT)
- ¹³ Low-Voltage Ride-Through (LVRT)
- ¹⁴ Transmission Control Protocol (TCP)
- ¹⁵ Generic Object-Oriented Substation Event (GOOSE)